ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 58042— 2017

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАЗОВЫЕ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ, НЕФТЕГАЗОВЫЕ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ

Основные требования к исходным данным программных комплексов для решения задач поиска, разведки и разработки месторождений

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2018

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Публичным акционерным обществом «Газпром» (ПАО «Газпром») и Обществом с ограниченной ответственностью «Газпром георесурс» (ООО «Газпром георесурс»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 декабря 2017 г. № 2097-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, 2018

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Сокращения и обозначения 2
5 Общие положения 3
6 Требования к единой информационной геолого-геофизической базе данных 4
7 Исходные данные программных комплексов, предназначенных для решения задач поиска, разведки и разработки месторождений 4
8 Функциональные требования к системе формирования геолого-геофизической и промысловой информации 11
9 Технические требования к системе формирования геолого-геофизической информации 12
10 Основные требования к средствам хранения данных, контролю, разграничению, обеспечению одновременного доступа, обеспечению защиты информации, конфигурации рабочих мест 13

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАЗОВЫЕ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ, НЕФТЕГАЗОВЫЕ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ

Основные требования к исходным данным программных комплексов для решения задач поиска, разведки и разработки месторождений

Gas, gas condensate, oil and gas, oil and gas condensate deposits.
Main requirements to initial data of software program complexes for tasks of sewch, exploration and development of deposits

Дата введения — 2018—08—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт определяет требования к исходным данным программных комплексов для решения задач геологического изучения (поиска, разведки) и разработки газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, а также требования к системе сбора, хранения и использования геолого-геофизической и промысловой информации.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на программное обеспечение, применяемое при решении задач поиска, разведки и разработки газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.417 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

ГОСТ Р 8.654 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

ГОСТ Р 56447 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Программное обеспечение для обработки и интерпретации данных сейсморазведки. Основные функциональные и технические требования

ГОСТ Р 56448 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Программное обеспечение для геологического моделирования месторождений. Основные функциональные и технические требования

ГОСТ Р 56449 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Программное обеспечение для гидродинамического моделирования месторождений. Основные функциональные и технические требования

ГОСТ Р 56450 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Программное обеспечение для гидродинамического моделирования систем сбора и подготовки углеводородов. Основные функциональные и технические требования

ГОСТ Р 57122 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Программное обеспечение для проектирования строительства скважин. Основные функциональные и технические требования

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный

Издание официальное

стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **геолого-геофизическая и промысловая информация:** Первичная информация и результаты интерпретации, полученные в процессе эксплуатации месторождений и/или геологического изучения.

3.2

база данных: Совокупность данных, организованных по определенным правилам, предусматривающим общие принципы описания, хранения и манипулирования данными, независимая от прикладных программ.

[ГОСТ Р 20886—85, статья 6]

3.3 **исходные данные программных комплексов, решающих задачи поиска, разведки и разработки газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений:** Первичные данные, полученные в процессе проведения геологоразведочных работ, специальных исследований при геологическом изучении недр и мониторинге разработки газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, и результаты их обработки и/или интерпретации, предназначенные для ввода в обрабатывающие и интерпретационные программные комплексы.

3.4

необходимая точность информации: Качество информации, характеризуемое точностными требованиями к решаемой геологической задаче в соответствии с геологическим (техническим) заданием.

[ГОСТ Р 53797—2010, пункт 3.2]

3.5

полнота информации: Состав, объем и качество геологической информации о недрах, достаточные для решения конкретной геологической задачи.

[ГОСТ Р 53797—2010, пункт 3.1]

3.6

совместимость информации: Качество информации, характеризуемое возможностью совмещения геологических данных, полученных на смежных территориях, как по содержанию, так и по представлению результатов измерений в одинаковых формах.

[ГОСТ Р 53797—2010, пункт 3.4]

3.7

программный комплекс: Программа, состоящая из двух или более компонентов и/или комплексов, выполняющих взаимосвязанные функции, и применяемая самостоятельно или в составе другого комплекса.

[ГОСТ 19.101—77, пункт 1.2]

4 Сокращения и обозначения

4.1 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АРМ — автоматизированное рабочее место;

ВМР — вышкомонтажные работы;

ВНК — водонефтяной контакт;

ВСП — вертикальное сейсмическое профилирование;

ГВК — газоводяной контакт;
ГДИ — гидродинамические исследования;
ГИС — геофизические исследования скважин;
ГКИ — газоконденсатные исследования;
ГНК — газонефтяной контакт;
ГРП — гидравлический разрыв пласта;
ГТИ — геолого-технологические исследования;
ГТМ — геолого-технические мероприятия;
ГФ — газовый фактор;
ДКС — дожимная компрессорная станция;
ИТ — информационные технологии;
КГФ — конденсатно-газовый фактор;
КРС — капитальный ремонт скважин;
ММП — многолетнемерзлые породы;
НКТ — насосно-компрессорные трубы;
НСИ — нормативно-справочная информация;
ОСТ — общая средняя точка (сейсмическая);
ОФП — относительные фазовые проницаемости;
ПГИ — промыслово-геофизические исследования;
ПЛК — программно-линейный комплекс;
ПО — программное обеспечение;
ПРС — подземный ремонт скважин;
СУБД — система управления базой данных;
УБТ — утяжеленные бурильные трубы;
УКПГ — установка комплексной подготовки газа;
УППГ — установка предварительной подготовки газа;
УППН — установка подготовки и перекачки нефти;
ФЕС — фильтрационно-емкостные свойства пласта;
ЭЦН — электрический центробежный насос;
FIT — formation integrity test (тест на целостность породы);
LOT — leak-off test (тест на герметичность);
MDT — modular dynamics tester (модульный динамический пластоиспытатель);
PVT — pressure (давление) volume (объем) temperature (температура).

Примечание — Свойства флюидов;

SEG — Society of Exploration Geophysicists (Общество геофизиков-разведчиков).

4.2 В настоящем стандарте применены следующие обозначения:

SEG — формат записи сейсмических данных;
SEG-D — четырехбайтовый формат записи сейсмических данных;
SEG-P — формат данных для записи фактических координат сейсморазведочной съемки;
SPS — формат данных для записи геометрии сейсморазведочной съемки, а также дополнительной информации о сейсмических данных;
SEG-Y — обменный формат записи сейсмических данных, предназначаемый для переформирования записей из параллельной в последовательную (потрассовую) форму, наиболее удобную для цифровой обработки.

5 Общие положения

Информация, полученная в процессе проведения геологоразведочных работ и специальных исследований при геологическом изучении недр и мониторинге разработки газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, результаты специальных исследований, а также результаты ее обработки и интерпретации образуют единое информационное пространство исходных данных, используемых инженерами программных комплексов для обработки и интерпретации данных сейсморазведки, петрофизического, геологического, гидродинамического и геомеханического моделирования, моделирования систем сбора и подготовки углеводородов, проектирования и технологического контроля строительства скважин.

6 Требования к единой информационной геолого-геофизической базе данных

6.1 Единая информационная геолого-геофизическая база данных должна обеспечивать общую систему информационного пространства результатов обработки, интерпретации результатов сейсморазведки, каротажа и других геофизических методов.

6.2 Единая информационная геолого-геофизическая база данных должна:

а) поддерживать режим автономной работы при отказе внешних каналов передачи данных между производственными/географическими площадками;

б) поддерживать русскоязычный интерфейс;

в) обеспечивать в автономном режиме работы минимально необходимую информационную и функциональную поддержку рабочих процессов оперативного управления процессами геологического изучения и разработки месторождений;

г) обеспечивать автономное и надежное хранение геолого-геофизических и промысловых данных и функциональность беспрепятственного доступа к ним с использованием внедренной в рамках проекта функциональности;

д) поддерживать реализацию СУБД;

е) быть реализована в виде клиент-серверного приложения с базой данных с единой системой НСИ;

ж) обладать архитектурными решениями и физической реализацией, которые должны обеспечивать:

1) масштабируемость корпоративного решения,

2) единые требования к инфраструктурному программному обеспечению серверов, конфигураций серверного оборудования, типовым АРМ пользователей;

и) обеспечивать установку и обновление приложений на АРМ пользователя без физического присутствия ИТ-специалиста;

к) обеспечивать автоматизированный и ручной ввод текущих и исторических данных;

л) обеспечивать возможность автоматизированного получения данных из технологических систем телеметрии следующих уровней: скважина, система сбора, объект подготовки, объект межпромыслового и внешнего транспорта;

м) обеспечивать ввод технологических параметров работы скважин, подземного и наземного промыслового оборудования вручную либо из внешних источников. Важным аспектом сбора данных является возможность контроля качества получаемых данных;

н) обеспечивать сбор информации с необходимой периодичностью: несколько раз в день, ежесуточно, еженедельно, ежемесячно или в определенные пользователем интервалы;

п) обеспечивать визуализацию данных в виде таблиц и графиков;

р) обеспечивать проверку диапазона цифровых значений и отклонений «на лету», позволять пользователям идентифицировать некорректные данные, выдавая соответствующие подсказки;

с) иметь в наличии систему предупреждений об изменении/нарушении режима работы скважин;

т) обеспечивать хранение и выгрузку данных в отраслевых форматах, конвертацию в используемые предприятием форматы данных;

у) поддерживать архитектуру, позволяющую интегрировать среду сбора и регламентной отчетности с другими приложениями (третьих сторон);

ф) обеспечивать информационную безопасность в соответствии с корпоративными стандартами безопасности.

7 Исходные данные программных комплексов, предназначенных для решения задач поиска, разведки и разработки месторождений

7.1 Требования к полноте, точности и совместимости исходных данных определяют нормативные документы, регламентирующие процедуры их получения. При отсутствии или недостаточной полноте названных документов требования к данным определяют решаемые задачи, обоснованная программа работ и наилучшие современные практики.

7.2 Исходные данные для ПО обработки данных сейсморазведки должны соответствовать ГОСТ Р 56447 и включать:

а) данные сейсморазведки в виде массива первичных данных в формате регистрации (основными форматами представления данных служат SEG-D);

б) описание геометрии сейсморазведочных данных:

1) файлы описания геометрии сейсморазведочных данных в виде текстовых файлов с поколоночной разметкой [для сухопутных данных и данных транзитных зон — SEG SPS (rev.1.0, rev.2.1), для морских данных, зарегистрированных с плавающими косами (стримерами), — SEG P],

2) файлы данных характеристик и сверок поверхностных источников упругих волн;

в) каталог координат в системе координат, в которой выполнялась съемка, в виде текстовых файлов, содержащих прямоугольные координаты и высоты пунктов геофизических наблюдений или узловых точек в той системе координат, в которой будут проводить обработку данных;

г) рапорты оператора сейсмической станции и схемы отработки площади:

1) рапорты оператора представляются в виде текстовых файлов в соответствии с форматом записи сейсмической станции, использованной при отработке площади,

2) рапорты должны содержать схемы отработки площади, на которые наносят попрофильно/поблочно плановое и фактическое положение пунктов возбуждения и приема колебаний с указанием номеров файловых идентификаторов сейсмических записей;

д) дефектные ведомости в виде текстовых файлов, содержащих список отбракованных на стадии полевых работ сейсмических записей (трасс, сейсмограмм) с указанием причины брака;

е) регламентные тесты сейсмоприемников, регистрирующей системы, источников возбуждения колебаний в виде текстовых и/или сейсмических файлов (SEG-D, SEG-Y) в соответствии с форматом записи оборудования;

ж) топографическую основу, карты изученности, космические и аэрофотоснимки в виде координатно-привязанных растровых либо векторных изображений на плане *XY*, включающих точки скважин, техногенные зоны, линии сейсмических профилей, границы сейсморазведки 3D, границы лицензионных участков, изолинии рельефа земной поверхности;

и) геолого-геофизическую информацию по соседним либо аналогичным месторождениям;

к) архивные сейсморазведочные данные по итогам предшествующей обработки (файлы текстового, графического формата и файлы формата SEG-Y, содержащие информацию, используемую в ходе обработки).

7.3 Исходные данные для ПО интерпретации данных сейсморазведки, которые должны соответствовать ГОСТ Р 56447 и включать:

а) сейсмические данные, которые должны включать:

1) окончательные временные (глубинные) разрезы 2D (кубы 3D) ОСТ,

2) разрезы (кубы) скоростей (ОСТ, эффективных, пластовых),

3) данные ВСП (результаты обработки и интерпретации);

б) данные ГИС, которые должны включать:

1) полный объем результатов геофизических исследований скважин в пределах съемки,

2) первичные данные до формирования связанных данных,

3) данные об общих и эффективных толщинах по данным ГИС,

4) данные о ФЕС в скважинах по данным ГИС и керна,

5) данные о насыщении,

6) литофациальные попластовые модели,

7) петрофизические уравнения для коллекторов целевых горизонтов,

8) данные ПГИ (профиль притока, измерения плотности, сопротивления среды, термометрия по стволу скважины и др.),

9) результаты интерпретации данных ГИС, которые представляются в виде таблиц и кривых в формате LAS;

в) априорную геолого-геофизическую информацию, представленную в виде сеток, изолиний, профильных и точечных данных в файлах текстового формата, растровых и векторных изображениях, файлах формата SEG-Y, которая должна включать:

1) структурные карты,

2) карты изохрон,

3) результаты корреляции опорных горизонтов,

4) сетки и карты параметров (литология, пористость и т. д.),

5) поверхности нарушений,

6) информацию о пластовых флюидах, их свойствах и контактах;

г) топографическую основу, космические и/или аэрофотоснимки, представляемые в виде координатно-привязанных растровых либо векторных изображений, включающих точки заложения скважин, линии сейсмических профилей, границы сейсморазведочных работ 2D/3D, границы лицензионных участков, карты изученности;

д) геолого-геофизическую информацию по месторождениям-аналогам.

7.4 Исходные данные для ПО геологического моделирования должны соответствовать ГОСТ Р 56448 и включать:

а) данные о расположении и траекториях всех скважин, представленные в виде:

1) координат и альтитуды стола ротора,

2) измерения инклинометрии и/или результатов их обработки вдоль ствола скважины с привязкой по измеренной глубине;

б) результаты ГИС, представленные в виде поточечных кривых в формате LAS;

в) результаты интерпретации данных ГИС, представленные в виде таблиц поинтервальных значений параметров или в виде поточечных кривых;

г) результаты стратиграфического расчленения разрезов скважин — отметки пластопересечений в виде таблиц и/или в специализированных отраслевых форматах;

д) результаты интерпретации данных 2D/3D/4D сейсморазведки, представленные в виде:

1) кубов сейсмических амплитуд и атрибутов во временном и/или глубинном масштабе,

2) результатов трассирования отражающих горизонтов во временном и/или глубинном масштабе,

3) результатов трассирования разломов во временном и/или глубинном масштабе,

4) скоростной модели в виде куба скоростей и/или набора карт интервальных скоростей между отражающими горизонтами и/или в виде единой скоростной зависимости,

5) контуров геологических тел и/или сейсмофациальных зон в виде двумерных полигонов (линий),

6) прогнозов площадного распределения общих/эффективных мощностей;

е) результаты стандартных и специальных исследований керна в виде зависимостей «керн — керн», зависимость для перевода ФЕС, капиллярометрии из стандартных в пластовые условия;

ж) результаты ГТИ, представленных как поточечные кривые в формате LAS;

и) историю перфорации и ремонтно-изоляционных работ (даты, события, интервалы) в отраслевых форматах, данные испытаний и опробования пластов представляются в виде таблиц;

к) даты строительства и ввода скважин в эксплуатацию, конструкции представляются в виде таблиц;

л) историю добычи по скважинам, представленную в виде таблиц или в отраслевых форматах;

м) историю измерения пластовых и забойных давлений, уровней ГВК, ГНК, ВНК, предоставленную в виде таблиц и/или карт.

7.5 Исходные данные для ПО гидродинамического моделирования должны соответствовать ГОСТ Р 56449 и включать:

а) статическую основу, состоящую:

1) из геометрии гидродинамической сетки,

2) массивов проницаемости (тензор проницаемости),

3) массивов песчанистости,

4) массивов пористости,

5) массивов связанной водонасыщенности,

6) массивов остаточной насыщенности углеводородными фазами (нефть, газ, конденсат),

7) массивов начальных насыщенностей,

8) массивов гидродинамически изолированных сегментов модели (геометрические координаты нарушений пласта),

9) массивов порового объема,

10) массивов проводимостей,

11) массивов регионов подсчета запасов,

12) массивов регионов сжимаемости породы,

13) массивов регионов классов коллекторов,

14) массивов PVT-свойств флюида,

15) отметок ГНК, ВНК или ГВК по месторождению в целом или по гидродинамически изолированным сегментам модели,

16) массивов начальных пластовых давлений по месторождению в целом, или по гидродинамически изолированным сегментам модели, или в зависимости от абсолютной отметки,

17) массивов газового фактора и/или КГФ (или начального компонентного состава) по месторождению в целом, или по гидродинамически изолированным сегментам модели, или в зависимости от абсолютной отметки,

18) результатов оценки начальных запасов и подсчетных параметров;

б) данные о сжимаемости породы в виде таблиц или функций по месторождению в целом или по гидродинамически изолированным сегментам модели;

в) функции относительных фазовых проницаемостей по месторождению в целом или по регионам модели;

г) зависимости капиллярного давления в системе «нефть — газ» и «вода — нефть», «газ — углеводородный конденсат», «углеводородный конденсат — вода» («газ — вода» при отсутствии жидкой углеводородной фазы) от насыщенности или модель *J*-функции;

д) параметры модели, учитывающей изменение ОФП в системе «нефть — газ» («углеводородный конденсат — газ») при высоких скоростях фильтрации;

е) параметры модели Форхгеймера, описывающей квадратичную зависимость градиента давления от скорости потока;

ж) PVT-свойства нефти, газа в виде:

1) компонентного состава и свойств компонентов,

2) таблиц, графиков и/или функций зависимостей от давления и температуры, описывающих изменение плотности, вязкости, и объемных коэффициентов от давления для разных значений газового фактора или КГФ, а также зависимость давления насыщения или начала конденсации от значения ГФ или КГФ;

и) физические свойства, состав пластовой и закачиваемой воды;

к) данные по скважинам:

1) фактические и проектные траектории скважин,

2) интервалы вскрытия пласта в скважинах в измеренных и абсолютных глубинах,

3) даты испытаний, ввода в эксплуатацию, проведения перфорации, ремонтно-изоляционных работ;

л) данные о конструкциях скважин и внутрискважинном оборудовании, диаметр скважины, диаметр и глубина спуска НКТ, устройства контроля притока и т. д.;

м) данные для исторических расчетов и калибровки моделей:

1) данные о проведенных ПРС, КРС и других ГТМ,

2) дебиты газа, нефти, конденсата по добывающим скважинам и/или группам добывающих скважин,

3) расходы воды и/или газа по нагнетательным скважинам и/или группам нагнетательных скважин,

4) пластовые давления и температуры по скважинам,

5) время работы скважин в виде таблиц,

6) измерения давления, температуры, расхода в узлах скважинного оборудования: на забое, на приеме ЭЦН, на воронке НКТ, на устье и других узлах системы сбора,

7) даты испытаний, ввода в эксплуатацию, проведения перфорации, ремонтно-изоляционных работ на скважинах,

8) данные об изменении конструкций скважин, внутрискважинного оборудования, элементов сети сбора и т. п.,

9) даты и параметры ГРП, проведенных в скважинах (азимут, геометрические и ФЕС трещин),

10) исторические данные по испытаниям, исследованиям скважин (ГДИ, ГКИ, ПГИ и специальные методы ГИС), результаты измерений и пересчета пластовых давлений из статических;

н) данные для прогнозных расчетов, прогнозные ограничения и критерии изменений (пороговые значения обводненности, ГФ, устьевого/забойного давления и др.) по скважинам, сегментам сети сбора, элементам системы подготовки, внешнему транспорту и месторождению в целом:

1) целевое (плановое) или максимальное значение добычи нефти, газа, конденсата или профиль добычи нефти или газа по годам, включая максимальное значение,

2) технологические ограничения по давлению, температуре и производительности оборудования подготовки и внешнего транспорта (по жидкости, газу, нефти, воде, компонентам и др., если применимо),

3) ограничения производительности системы подготовки,

4) прогноз/ограничение значения давления в конечной точке системы сбора (УППН, УКПГ и т. д.) или на выходе объекта подготовки (УППГ, УППН, УКПГ и т. д.) с необходимой степенью детальности (например, сезонные колебания),

5) технологические ограничения оборудования дожимных компрессорных станций, сроки ввода ДКС, модернизации оборудования,

6) график ввода в эксплуатацию и конструкции проектных скважин,

7) ограничения на скважины (максимальная/минимальная депрессия, минимальная скорость потока на башмаке, максимальный ГФ, максимальная обводненность, максимальная добыча жидкости, коэффициент эксплуатации и др.),

8) график и условия (максимальная обводненность, минимальный дебит и т. п.) проведения перфорации, ремонтно-изоляционных работ на скважинах,

9) планируемые сроки и изменения конструкций скважин, внутрискважинного оборудования, элементов сети сбора и т. п., планируемые изменения степени загрязнения (скин-фактор) при глушении при производстве внутрискважинных работ,

10) планируемые сроки проведения и параметры ГТМ; для ГРП — азимут, геометрические и ФЕС параметры трещин,

11) планируемый коэффициент эксплуатации скважин в виде таблицы.

7.6 Исходные данные для ПО гидродинамического моделирования систем сбора и подготовки углеводородов должны соответствовать ГОСТ Р 56450 и включать:

а) параметры компонентов модели, состоящие:

1) из насосов,

2) компрессоров,

3) запорно-регулирующей арматуры,

4) конструктивных элементов скважин,

5) сепараторов,

6) охладителей,

7) подогревателей,

8) инжекционных клапанов (точек подачи ингибиторов),

9) адсорберов и др.;

б) PVT-свойства и/или компонентный состав флюидов;

в) параметры модели эмульсии (на основе лабораторных опытов);

г) параметры модели неньютоновской нефти (на основе лабораторных опытов);

д) параметры модели асфальтосмолопарафиновых отложений;

е) содержание воды в скважинной продукции;

ж) характеристики закачиваемых ингибиторов гидратообразования;

и) геометрию и параметры скважин, такие как:

1) траектория,

2) интервалы перфорации (работающие интервалы) скважин в измеренных или абсолютных глубинах,

3) внутренний диаметр и шероховатость НКТ,

4) внутренний диаметр, шероховатость и эквивалентная длина фонтанной арматуры,

5) расположение компонентов модели, перечисленных в а) 7.6,

6) расположение датчиков,

7) температура вмещающих пород (обычно в виде зависимости температуры от глубины, отражающей также наличие ММП),

8) эффективная теплопроводность (между НКТ и окружающими породами);

к) геометрию и параметры трубопроводов и шлейфов:

1) длина и профиль;

2) внутренний диаметр и шероховатость;

3) толщина стенки трубопровода;

4) толщина и теплопроводность теплоизоляции трубопровода;

5) расположение компонентов модели, перечисленных в а) 7.6,

6) расположение датчиков;

7) температура внешней среды;

8) эффективная теплопроводность (между трубопроводом и внешней средой);

л) схемы соединения трубопроводов и кустования скважин;

м) данные для исторических расчетов и калибровки моделей:

1) история изменений в конструкции скважин и системе трубопроводов,

2) история изменения рабочих точек оборудования,

3) исторические значения давлений, температур и расходов фаз по точкам, в которых проводились измерения;

н) прогнозные входные параметры из гидродинамической модели:

1) фиксированное или минимальное значение давления в конечной точке системы сбора (УППН, УКПГ и т. д.) или на выходе объекта подготовки (УППГ, УППН, УКПГ и т. д.),

2) целевое (плановое) или максимальное значение добычи нефти или газа или профиль добычи нефти или газа по годам, включая максимальное значение,

3) планируемые (возможные) изменения системы трубопроводов,

4) имеющиеся дополнительные ограничения (на добычу воды, скорость потока, добычу газа или конденсата, потребление электроэнергии и т. д.),

5) прогнозные составы добываемого флюида,

6) давление на выходе УКПГ (или ДКС),

7) технологические ограничения по давлению, температуре и производительности оборудования УКПГ,

8) технологические ограничения оборудования ДКС,

9) диапазон изменения диаметров проходного сечения устьевых штуцеров и кранов-регуляторов на газосборных шлейфах на входе в УКПГ;

п) входные данные, полученные из гидродинамической модели:

1) кривые зависимости дебитов фаз от забойного давления, полученные из гидродинамической модели,

2) модели материального баланса,

3) параметрические модели скважин.

7.7 Исходные данные для ПО проектирования и сопровождения строительства скважин должны соответствовать ГОСТ Р 57122 и содержать:

а) данные по скважине:

1) результаты измерений инклинометров,

2) иерархию объектов (имя объекта, номер скважины, номер ствола и т. д.),

3) координаты устья скважины,

4) координаты целевых объектов (точек, плоскостей, поверхностей),

5) каротажные кривые (полученные в процессе бурения),

6) результаты измерений инклинометров соседних скважин,

7) проектный профиль скважины и конструкция;

б) геологические данные:

1) геологические поверхности,

2) поверхности разломов,

3) свойства для 2D-, 3D-визуализации (литология, стратиграфия и т. п.),

4) давления по разрезу (пластовое давление и давление ГРП),

5) температура по разрезу скважины,

6) прогноз пластового давления,

7) интервалы возможных осложнений;

в) сейсмическую информацию (сейсмические кубы, разрезы);

г) геомеханические данные:

1) данные по напряженному состоянию горных пород,

2) данные по поровому давлению,

3) физико-механические свойства пород,

4) данные по системе трещин, разломов;

д) редактируемые пользователем электронные справочники с характеристиками реагентов и конкретного оборудования:

1) насосов,

2) бурильных труб,

3) обсадных труб,

4) породоразрушающего инструмента,

5) УБТ,

6) забойных двигателей,

7) переводников, ясов, немагнитных УБТ, пакеров, клапанов, штуцеров и прочего необходимого пользователю оборудования;

е) технико-экономические показатели:

1) нормы времени и проходки на долото,

2) затраты на услуги буровых сервисов (суточная ставка),

3) затраты на ВМР, подготовительные работы к бурению, бурение, крепление, испытание (освоение), демонтаж или передвижку бурового станка;

ж) геокриологические данные:

1) данные по интервалам развития,

2) данные по наличию таликов, термокарстовых воронок и т. д.;

и) топографические карты с выносом проектной/фактической точки.

7.8 Исходными данными для ПО геомеханического моделирования являются:

а) данные о расположении, траектории и конструкции скважины (координаты устья, альтитуда стола ротора, измерения инклинометрии, данные о конструкции скважины), представленные в форматах ASCII, LAS, TXT, XLS или текстовых файлах;

б) результаты интерпретации данных ГИС (литологическое расчленение разреза скважины, объемная плотность, эффективная пористость, скорости поперечных и продольных волн и т. д.), представленные в виде таблиц поинтервальных значений параметров или в виде поточечных кривых формата LAS, DLIS по всему стволу скважины от устья до забоя;

в) результаты ГТИ, представленные в виде зарегистрированных поточечных кривых и расчетных геологических, геохимических и технологических параметров как функции от измеренной глубины в формате LAS;

г) результаты определения давления в процессе бурения, прямыми методами, оценки продуктивности скважины, приемистости и/или опрессовки пластов, представленные в виде текстовых файлов;

д) информация о результатах бурения (суточные сводки и сводные отчеты по результатам строительства скважины), представленная в текстовых файлах;

е) данные ГРП (результаты стандартных и расширенных испытаний на гидроразрыв пласта/породы, мини-ГРП, испытания на целостность пласта, скорость закачки, параметров и объемов раствора), представленные в текстовых файлах;

ж) данные лабораторных исследований керна:

1) результаты стандартных исследований керна (описание керна, объемная плотность, эффективная пористость, скорость продольной и поперечной волн), представленные в виде текстовых файлов,

2) результаты специальных геомеханических исследований керна в условиях, аналогичных пластовым (данные о напряжении, прочности, осевой и радиальной деформации, получение кривых «напряжение — деформация» с одновременным измерением скоростей продольной и поперечной волн, непрерывное профилирование прочности пород и т. д.), представленные в виде текстовых файлов;

и) данные сейсморазведки:

1) кубы сейсмических амплитуд, атрибутов и скоростей во временном и глубинном масштабе, представленные в формате SEG-Y,

2) результаты трассирования отражающих горизонтов и разломов во временном и/или глубинном масштабе в виде поверхностей и наборов точек,

3) результаты инверсии во временном и глубинном масштабе, представленные в формате SEG-Y,

4) отчеты по обработке данных сейсморазведки в текстовых файлах;

к) геологическая информация по месторождению в виде графических файлов растрового и векторного формата:

1) структурно-тектонические карты месторождения,

2) структурные карты по кровле целевого(ых) горизонта(ов) и основных отражающих горизонтов с указанием местоположения скважин,

3) стратиграфические разрезы (геохронологические таблицы, стратиграфические колонки, литологическая характеристика пород),

4) отбивки флюидных контактов и основных отражающих горизонтов,

5) региональные данные об ориентации и соотношении региональных напряжений,

6) карты общих, эффективных, нефтенасыщенных, газонасыщенных толщин;

л) интервалы перфорации, данные испытаний и опробования пластов. Представляются в виде таблиц, включающих фактические и/или измеренные глубины границ перфорированных интервалов скважин, даты перфорации и изоляции, данные результатов испытаний и опробования пластов;

м) геокриологические данные (наличие таликов, термокарстовых воронок и т. д.);

н) карта рельефа поверхности, включающая точки скважин, линии сейсмических профилей, границы сейсморазведки 2D/3D, границы лицензионных участков.

7.9 В качестве единиц измерения исходных данных программных комплексов для решения задач поиска и разведки и разработки месторождений в соответствии с ГОСТ 8.417 и ГОСТ Р 8.654 используют систему СИ.

8 Функциональные требования к системе формирования геолого-геофизической и промысловой информации

8.1 Система формирования геолого-геофизической и промысловой информации должна обладать:

а) возможностью редактирования шаблона загрузки;

б) возможностью выбора единиц измерения;

в) возможностью выбора режима (копировать, переписывать, добавлять);

г) возможностью предварительного просмотра результата загрузки;

д) возможностью ввода метаданных (свойства, единицы измерения, словари);

е) возможностью подключения программ для чтения/записи данных различных форматов (расширение модели ввода данных);

ж) автоматической первичной проверкой данных на наличие ошибок и дублирования перед загрузкой, в процессе загрузки или после загрузки.

В зависимости от вида информации источником данных могут являться отдельные файлы, группы файлов, каталоги, базы данных.

8.2 Система формирования геолого-геофизической и промысловой информации должна обеспечить:

а) проверку наличия и полноты данных;

б) просмотр данных через табличный редактор;

в) просмотр данных через графические инструменты;

г) исправление исходных данных;

д) возможность написания пользователем подпрограмм для проверки и корректировки данных.

8.3 Система должна обеспечивать наличие стандартных процедур (тестов) оценки качества и согласованности данных.

Примечание — Примером таких тестов могут служить простые правила: проверка монотонности измеренных глубин, проверка геометрической близости устьев скважин, относящихся к одному кусту, и т. д.

8.4 Система должна обеспечивать поиск объектов данных (месторождений, пластов, скважин, горизонтов и т. д.) с возможностью задания условий, с соединением условий, заданием интервала значений, заданием множественных значений и обладать:

а) поддержкой доступа к базам данных;

б) регистрацией событий и данных;

в) контролем целостности данных и их происхождения;

г) формированием отчетных документов;

д) формированием отчета по данным;

е) ведением журнала изменений (дата/время изменения, тип изменения, автор изменения и т. д.).

Примечание — Примером условных операторов могут служить: «значение свойства равно заданному», «значение свойства больше заданного», «значение свойства содержит заданную строку».

8.5 Система должна обеспечивать экспорт данных с возможностью:

а) выбора формата;

б) выбора набора данных;

в) предварительного просмотра результатов экспорта.

8.6 Система должна обеспечивать проведение операций над данными с возможностью дополнения набора поддерживаемых операций за счет пользовательских скриптов.

Примечание — Примером операции над данными могут служить: расчет траектории скважины, расчет технологических показателей с начала разработки и т. д. В отдельных случаях возможна пакетная обработка данных.

8.7 Система должна обладать 2D/3D-визуализацией геолого-геофизической и промысловой информации, такой как:

а) совместная визуализация данных различных типов (скважин, поверхностей, сейсмических данных и т. д.);

б) применение фильтров.

8.8 Система должна обеспечивать построение, редактирование, оформление для печати 2D-карт.

8.9 Система должна обеспечивать создание регламентных таблиц.

8.10 Система должна обеспечивать оформление и печать графических и табличных представлений и их комбинаций.

8.11 В системе должны быть предусмотрены пользовательская идентификация и многоуровневый доступ к информации.

8.12 Система должна обеспечивать оперативный контроль показателей хода формирования геолого-геофизической и промысловой информации в рамках реализации:

а) функций обеспечения возможности ручного ввода и корректировки данных;

б) функций оперативного контроля — возможность выполнения в автоматическом режиме задач (процедур), сбора, обработки и хранения информации, формирования текущих, расчетных показателей, протоколирования, отображения оперативных данных, формирования текущих отчетных документов.

8.13 Система должна обеспечивать (посредством реализации специализированных расчетных и коммуникационных задач) подготовку, отправку в смежные системы (подсистемы) и получение от них информации в унифицированном виде. Перечень и формат передаваемых данных, а также регламент их передачи должны соответствовать требованиям существующих регламентов взаимодействия.

8.14 Система (или ее отдельные подсистемы) должна создаваться с учетом возможности дальнейшего развития и модернизации в ходе эксплуатации, включая:

а) интеграцию с новыми системами и средствами автоматизации;

б) расширение объемов информационного взаимодействия между смежными системами;

в) развитие (расширение объема, изменение формата и регламента передачи данных) информационного взаимодействия;

г) формирование новых и модификацию существующих форм отчетно-учетных документов;

д) изменение и развитие человеко-машинного интерфейса.

9 Технические требования к системе формирования геолого-геофизической информации

9.1 Система формирования геолого-геофизической информации должна удовлетворять следующим основным техническим требованиям:

а) функционирование на современных операционных системах и аппаратных платформах;

б) обеспечение сохранности данных в условиях многопользовательского доступа;

в) обеспечение резервного копирования данных;

г) обеспечение одновременного доступа, в том числе с использованием «тонкого клиента» (web-интерфейс);

д) обеспечение защиты информации;

е) возможность использования распределенных баз данных;

ж) обеспечение возможности увеличения производительности компонентов системы за счет использования параллельных вычислений;

и) обеспечение аппаратными средствами и носителями для накапливания и архивирования данных.

9.2 Система формирования геолого-геофизической информации включает в себя:

а) сервисный комплекс с резервированием;

б) АРМ(ы) специалиста(ов);

в) коммуникационное оборудование;

г) устройство сбора информации ПЛК.

10 Основные требования к средствам хранения данных, контролю, разграничению, обеспечению одновременного доступа, обеспечению защиты информации, к конфигурации рабочих мест

Требования к конфигурации рабочих мест определены информационной политикой организации и структурированы в соответствии с ней. Определены требования к средствам хранения данных, контролю и разграничению, обеспечению одновременного доступа, в том числе с использованием web-интерфейса, обеспечению защиты информации.

УДК 004.45:006.354 ОКС 35.080 ОКП 42 5400

Ключевые слова: месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные, исходные данные, программный комплекс

БЗ 11—2017/109

Редактор *И.А. Щипаков*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Е.Р. Ароян*
Компьютерная верстка *И.В. Белюсенко*

Сдано в набор 09.01.2018. Подписано в печать 13.02.2018. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,33. Уч.-изд. л. 2,10. Тираж 24 экз. Зак. 180.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

ИД «Юриспруденция», 115419, Москва, ул. Орджоникидзе, 11.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru
Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123001, Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru